

东胜气田地面集输系统研究及应用

郑路 (华北油气分公司, 河南 郑州 450006)

摘要: 集输系统信息化、智能化是实现气田智能化运行的重要组成部分。东胜气田地面集输配套自控通讯系统主要包括井场生产参数远程监控系统、井场远程视频监控、集气站生产参数监控系统、站内设备远程控制、异常参数预警和集气站视频监控及安防系统等部分。东胜气田集输系统存在信息化系统不完整以及智能化水平不高等问题。

关键词: 东胜气田; 地面集输; 信息化; 智能化; 研究应用

1 东胜气田集输系统概况

东胜气田属于低孔、低渗、低产气田。低渗气田存在开发动用难度大、非均质性强等特点,同一区块内部的开发技术政策与工程工艺技术存在较大差异,但与其配套的地面工艺是一套相互连通、相互制约的系统性工程,为实现地面工程的长期、有效、稳定、满负荷运行,避免因有效期短、适用性差而带来的停产、重复投入等问题的出现,地面需要结合上游开发部署、工程工艺选取开展工艺技术总体研究规划,增强地面工程在气田的适用性,提高时效性。东胜气田集输系统统一采用“井口不加热、不注醇,中低压集气,带液计量,井间串接,常温分离,二级增压,集中处理”集气工艺。中低压串接集气采用井下节流防止水合物生成。气井采用旋进漩涡流量计带液计量。

采气管线运行压力根据不同季节地层温度确定,保证其输送过程中不形成水合物;同时采用单井带液连续计量,集气站、集中处理站二段增压,集中处理站集中进行污水处理的工艺模式。根据气藏压力递减规律及特点,结合采气工艺、井口压降速率、气田生产情况、地理环境等因素,并结合现有地面设施能力和天然气外输压力要求,合理增设天然气增压站场与增压设施。井口、集气站统一工艺流程、统一平面布局、统一模块规划、统一设备选型,实现标准化、模块化设计。集中处理站整体规划、分期实施。按照智能化气田设计建设。

2 集输系统节点控制边界参数

2.1 井场控制节点及参数

①计量参数:单井气液连续在线计量,产气计量误差小于 $\pm 7\%$,产液计量 $< \pm 10\%$,气井产气、产液量参数反馈到中控中心,产量突然下降或者突然升高预警;

②井口压力参数控制:东胜气田低压集输:控压集气,降压防堵。管线敷设在冻土层以下,井口达到水合生成临界压力、温度条件预警(冬季 1.3MPa , 0°C ;夏季 3.5MPa , 10°C)。远期考虑抑制剂加注及站内压缩机联动机制;

③井口温度参数控制:东胜气田井场露空管线夏季温度 $15\sim 16^\circ\text{C}$ 、冬季温度 $8\sim 9^\circ\text{C}$ 。根据苏里格建设经验,对镂空管线均进行保温措施,采用岩棉管壳,外包 0.5mm 厚镀锌铁皮作为防护层;

④气井远程开关控制:高低压紧急切断:在气井出口安装井口紧急切断阀,压力高于 4.5MPa 或低于 0.5MPa 自动切断。远程自动开关井:即是通过可以远程控制开关的阀门,将阀门开启、关闭。对于气井而言,远程控制阀门的开关状态,必须与天然气采集输系统相匹配,以避免高压天然气进入不同压力系统时出现超压等安全风险。此

外,远程自动开井技术必须符合东胜气田的实际,必须以“低成本”开发为前提,同时还要考虑高压气井开井节流降压过程及气流高速冲击的影响。以现有井口设备为主,通过升级改造井口节流针阀,增加动力传动机构与远程控制设备,实现传动机构与井口针阀联动。通过远程控制指令的下达,对井口针阀进行远程操作,模拟人工现场手动开关井作业。

2.2 管线运行控制参数

东胜气田采用多井串接集气工艺,控压集气,降压防堵,管线敷设在冻土层以下。采气管线同沟敷设光缆,传输井场数据,集气管线同沟敷设输水管线以及光缆。

2.2.1 管线防冻堵控制

通过HYSYS软件对该组分进行水合物形成临界条件进行模拟,单井集气管线埋地低温冬季约 0°C ,夏季约 10°C ,相应水合物生成临界压力为 1.3MPa 、 3.5MPa 。集气站最大外输压力 3.5MPa ,集气管线压降按不高于 $0.1\text{MPa}/\text{km}$,气体流速 $> 4\text{m/s}$ 进行控制。

2.2.2 智能清管参数

参考大牛地气田积液预测方法,利用TGNET软件可对管网进行稳态模拟和动态模拟。依据基准模型,通过理论压降与实际压降对比,确定管线积液量。

$$\frac{\text{实际压差} - \text{理论压差}}{\text{清管前压差} - \text{清管后压差}} = \frac{\text{积液量}}{\text{清除液量}}$$

集气站出站压力为 $2.34\sim 2.66\text{MPa}$,集中处理站进站压力 2.3MPa ,压降为 $0.04\sim 0.36\text{MPa}$,杭中线压降 0.08MPa 。

2.2.3 管道完整性控制参数

主要监测采气管线、集气干线、污水管线完整性情况。目前暂未建设配套监测设施,主要通过监测段、末端运行压力参数以及巡线。远期考虑对输气干线实施腐蚀监测系统、引进光纤声波监测系统和引进无人机巡线系统等。

2.3 集气站控制参数

单座集气站设计规模为 $50 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$,来气经生产和放空分离器装置分离、压缩机增压后外输。夏季进站压力约 3.3MPa 的多个气井串接天然气进入站场,通过生产和放空分离器的生产分离腔进行气液分离、外输计量后,输往集中处理站。冬季进站压力 1.0MPa 的多个气井串接天然气进入站场,通过生产和放空分离器的生产分离腔进行气液分离后进入压缩机撬增压,增压至 $3.3\sim 3.67\text{MPa}$ 后,进行外输计量后,输往集中处理站。

集气站为无人值守的五级站场,站场平面以站内道路分隔为:辅助生产区、天然气处理区、采出水外输区,同

时在站外处设置放空区。集气站在电控一体化橇(E-house)的低压室设站场控制系统SCS一套,由过程控制系统PCS及安全仪表系统SIS两部分构成;其中安全仪表系统SIS又分为火气系统(FGS)和紧急关断系统(ESD)两个子系统。完成整个生产过程的监视控制、紧急停车及火气监测,并将数据上传调控中心。

3 应用前景

东胜气田目前以锦58井区为中心,以11#、12#集气站为示范站,开展智能化提升建设。根据杭锦旗区块近期规划,智能高效集输关键技术将在全区块全面推广应用,预计产能规模达到30亿方/a,东胜气田智能化气田的建设将为其他区块建设提供借鉴指导。

4 下步工作建议

4.1 需要加大集输系统智能化配套软件建设。

华北东胜气田智能化建设一期建设范围主要针对的是采气管理二区的11#、12#集气站及其附属井的生产管理,随着东胜气田产能建设的不断扩大,智能化建设范围需要相应的扩展到东胜气田所有的生产井和集气站。并且,除井、集气站之外,气田的管线和集中处理站、分输站等生产流程需要建立相应的智能化系统,进行智能化管理。

北东胜气田智能化建设一期建设内容主要是针对井、站生产和安防的实时监控与预警报警,对井、站生产运行与分析预测的支持还比较薄弱,下步建设中需要与专业技术人员一起研究,进行生产数据分析预测与优化功能的开

发与提升。

4.2 加大数据采集力度,完善报警预警机制

通过对采集数据和分析与处理,让数据自动分析生产异常情况,让日常巡检变异常推送,改变生产管理模式,真正做到“让数据说话,用数据管理”。

4.3 技术与管理协同并进

建立以“两室一中心”为核心的数字化作业区的扁平化组织架构。实现无人值守以后,通过整合作业区管理业务和作业层面,提升生产调控中心的功能。建立以生产调控中心是全区生产组织的核心,以生产技术室为技术支撑,以综合管理室为服务保障的新型劳动组织架构。不断培养信息技术操作的高素质人才,逐步缩减劳动密集型操作岗位人员,实现增产不增人,运用信息化来实现提质增效。

参考文献:

- [1] 王寿平,彭鑫岭,吕清林.普光智能气田整体架构设计与实施[J].天然气工业,2018,38(10):38-46.
- [2] 钟裴艳,胡德芬,任玉清.生产信息化在油气田中的应用及效果评价[J].安全与管理,2017,37(11):131-139.
- [3] 贾爱林,郭建林.智能化油气田建设关键技术与认识[J].石油勘探与开发,2012,39(1):118-122.

作者简介:

郑路(1993-),男,陕西咸阳人,助理工程师,从事油气储运工程工作。

(上接第26页)类型仪表引起的误差问题降低,同时该种类型的仪表还需要根据其要求进行合理的安装,安装结束以后需要进行全面的调试,以此保障该种类型的仪表可以处于正常的运行状态。最好,在计量仪表使用的过程中,工作人员需要根据仪表的基本情况,制定合理的检查及维护周期,定期进行维护和保养,并对计量结果进行合理地校对,以此保障计量结果始终处于高精度的状态,在另一方面,对于某些类型的流量计而言,工作人员可以添加一定量的润滑油,进而使得仪表的使用寿命得到延长,以此避免以仪表更换对计量结果产生误差。

2.2 意外事件应对措施

事实上,在进行天然气装卸作业的过程中,人为因素以及管道的运行情况也会对计量结果产生一定的影响,这种类型的影响可以称为意外事件,意外事件出现的概率相对较低,但是一旦出现,必然会给企业带来巨大的经济损失。在管道自身方面,管道的泄漏问题属于影响计量误差的关键因素,针对该种问题,企业需要加强队友管道的巡检,以此保障管道始终可以处于正常的运行状态。在人为因素方面,影响计量误差的人为因素相对较多,这也属于一种不可控因素,为了防止该种类型的因素对计量产生影响,企业需要加强对于员工的培训,进而使得员工的操作技能可以得到全面的提升。

2.3 组分因素应对措施

针对组分因素的影响,企业需要定期选择与样气组分

基本一致的标气,对标气进行标定,以此保障色谱仪的精度可以处于相对较高的运行状态。在使用在线形式色谱仪的过程中,需要对其分析结果与离线形式的色谱仪进行全面的对比,了解各种组分的变化情况,以此确保在线色谱仪的分析精度。在色谱仪使用的过程中,工作人员也需要定期进行维护,对相关零部件进行及时的更换,以此避免外界杂质对其使用的精度产生影响。

3 结论

综上所述,在LNG接收站日常工作的过程中,一旦出现较大的计量误差问题,必然会对企业造成较大的经济损失,因此,保障计量结果的精度对于LNG接收站的运行十分关键,影响计量精度的因素相对较多,工作人员需要对影响因素进行全面的分析,并采取多方面的措施,降低计量误差,保障企业的经济利益。

参考文献:

- [1] 成永强,崔婧,张琳.LNG接收站内天然气流量测量准确度研究[J].石油与天然气化工,2014(04):42-46.
- [2] 芦伟.LNG接收站项目造价管理的影响因素及应对措施[J].化工管理,2020(14):167-168.
- [3] 魏丁,王武昌,李玉星,等.LNG接收站天然气盈亏计算及影响因素分析[J].天然气技术与经济,2017(01):26-28.

作者简介:

柳智(1986-),女,山东平度人,中级工程师,主要从事LNG接收站生产运营相关工作。